

2. Обоснование выбора участков для уплотняющего бурения Миннуллин Р.М., Мирсаитов Р.Т. Нефтепромысловое дело. 2007. № 5. С. 39-42.
3. Основные результаты уплотняющего бурения скважин на Покамасовском месторождении *Балин В.П., Малышев И.О., Остапова М.С., Остяков А.В., Печеркин М.Ф.* Горные ведомости. 2011. № 8 (87). С. 54-68.
4. Повышение коэффициента нефтеизвлечения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщами на примере поднятия Ивинского месторождения *Хакимзянов И.Н., Киямова Д.Т., Шешдилов Р.И., Багаутдинов Г.М., Новиков И.П.* Территория нефтегаз. 2016. № 9. С. 62-66.

## **АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X**

**В.М. Ножкин, Б.К. Каскырбаев**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

В современном мире весьма остро стоит проблема поддержания уровней добычи нефти – количество зон для нового бурения постоянно сокращается, добыча базового фонда падает.

Следовательно, одной из самых актуальных тем настоящего времени является поддержания добычи нефти базового фонда.

При отборе флюида происходит падение пластового давления, что приводит к сокращению депрессии, и, следовательно, дебита скважина.

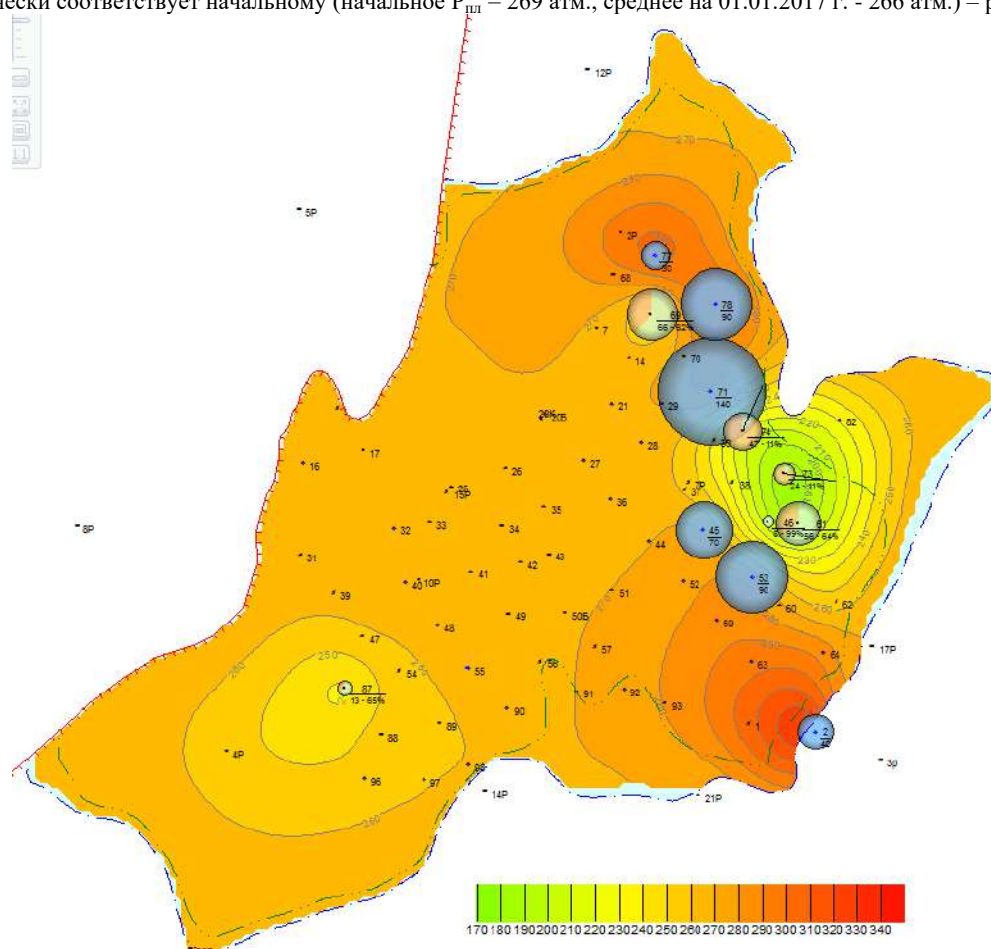
Для того чтобы этого избежать – необходима качественная организация системы поддержания пластового давления – закачки воды в пласт через нагнетательные скважины.

На данном месторождении на объекте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> организована система ППД, однако имеются зоны с недостаточной закачкой. В первую очередь это объясняется неэффективной закачкой в соседние пласты.

Как показывают расчеты - более 20% закачиваемой жидкости не достигают пласта, что может быть объяснено неудовлетворительным техническим состоянием скважин.

Основным объектом разработки является Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

В целом на объекте отмечается удовлетворительная работа системы ППД. Текущее пластовое давление практически соответствует начальному (начальное  $P_{пл} = 269$  атм., среднее на 01.01.2017 г. - 266 атм.) – рисунок 1.



**Рис. 1 Карта пластового давления на 01.01.2017**

Однако на месторождении имеются зоны с недокомпенсацией.

Как видно из рисунка 2 скважины №77 и №2 находятся в нагнетании воды, при этом не имея по соседству добывающих скважин, необходимо их отключение.

При этом сравнивая темпы падения на горизонтальных скважинах №73 и №74 видно, что существующая система ППД не обеспечивает необходимой компенсации для скважины №73.

В настоящий момент Рпл снизилось до 180 атм. при Рзаб 90 атм (депрессия 90 атм).

Повышение Р на 40 атм. позволит увеличить депрессию на 45% и дополнительно добывать 0,6 тыс. т. в месяц. Учитывая среднюю стоимость операции 300 тыс. р, то данное мероприятие окупит себя в первый месяц.

Для того чтобы это обеспечить, необходим ввод скважины №38 в нагнетание.

Предложенные мероприятия позволяют повысить эффективность системы ППД и увеличить накопленную добычу нефти.

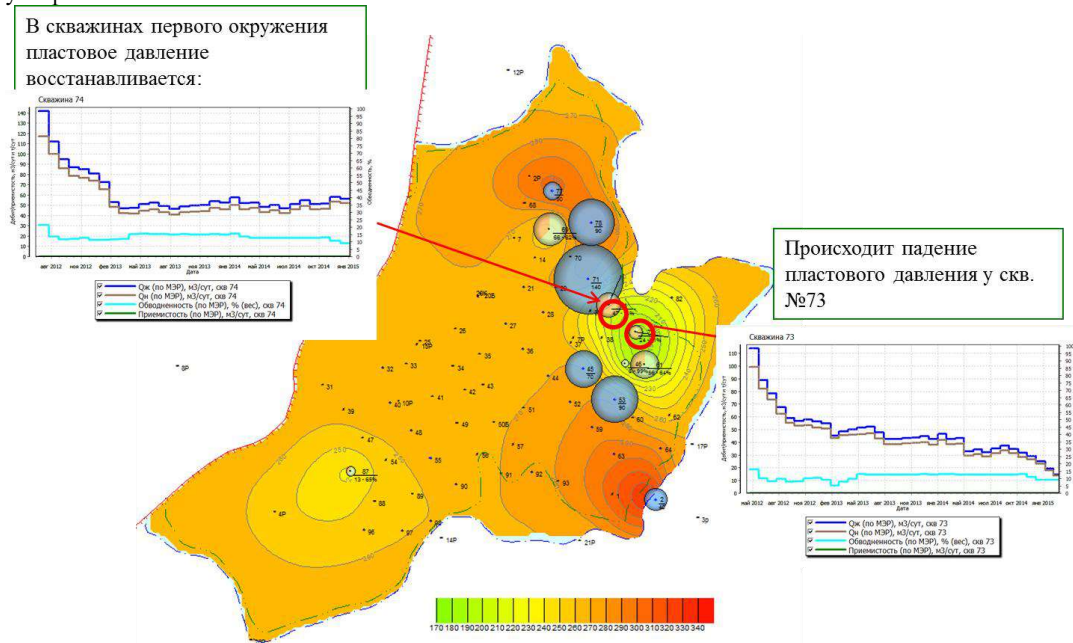


Рис. 2 Карта пластового давления на 01.01.2017

Анализ по методу Холла

Другой проблемой разработки месторождения Х является снижение проводимости призабойной зоны из-за загрязнения от мелких частиц, содержащихся в нагнетательных скважинах. Проведем анализ по методу Хола.

Была выполнена оценка состояния нагнетательных скважин с использованием графика Холла. Использование графика Холла является полезной методикой оценки работы нагнетательных скважин. Метод позволяет производить мониторинг состояния призабойной зоны скважины, а вместе с информацией по выполненным ГТМ может служить для оценки эффективности мероприятий. График Холла представляет собой график суммы  $(P_{wf} \cdot \Delta t)$  в декартовых координатах, как функцию общего нагнетаемого объема воды  $(W_i)$ , это отношение должно быть линейным. Диагностическим параметром является отклонение от линейности. Темп нагнетания может быть определен по формуле:

$$q_w = \frac{k_w h (P_{wf} - P_e)}{18.41 B_w \mu_w \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (1)$$

Интегрирование выражения по времени дает

$$\int_0^t P_{wf} dt = \frac{18.41 B_w \mu_w \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]}{k_w h} W_i + \int_0^t P_e dt, \quad (2)$$

где  $P_{wf}$  - забойное давление;  $P_{tf}$  - давление на устье;  $P_f$  - потери давления на трение;  $W_i$  - накопленная закачка.

Методика Холла заключается в построении графика величины накопленного давления от накопленной закачки  $W_i$ .

При изменении условий, наклон линии на графике Холла должен тоже измениться. В начале заводнения график Холла может иметь вид вогнутой восходящей линии. Это вызвано увеличением  $\mu_e$  и  $P_e$ . Со временем этот

## СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

эффект становится все меньше, поскольку радиус контура питания ге становится все больше. Если на скважину воздействовать, наклон графика Холла уменьшится.

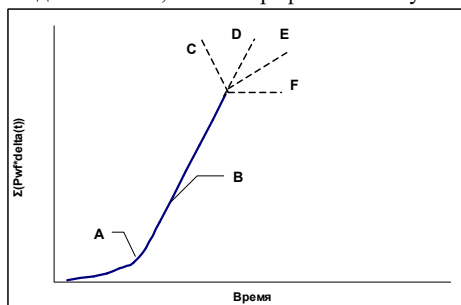


Рис. 3 Оценка работы нагнетательных скважин по методу Холла

На рисунке 3 приведен пример графика Холла, используемый как иллюстрация определения некоторых параметров с помощью этой методики.

Часть кривой А – вогнутая, восходящая – демонстрирует начало нагнетания в скважину. В этот период пласт заполняется нагнетаемой водой,  $r_e$  и  $P_e$  увеличиваются. В точке В наложение пласта нагнетаемой водой заканчивается, и  $r_e$  и  $P_e$  становятся постоянными. Все условия для линейности выполнены. Путь к точке С демонстрирует отклонение от линейности, связанное с нарушением эксплуатационных качеств пласта.

Путь к точке D описывает скважину с постоянным скин-слоем,  $r_w$  и  $kh$ . Путь к точкам E и F демонстрирует вид графика Холла для скважины, в которой применяют ГРП, кислотную обработку и т.д.

Наибольший интерес для нас представляют скважины, попавшие в группу три, с ухудшением призабойной зоны. Действующие нагнетательные скважины не попали в эту зону, однако в 2021 году на месторождении планируется бурение двух проектных кустов в крайние зоны (рисунок 4), с использованием существующего фонда.

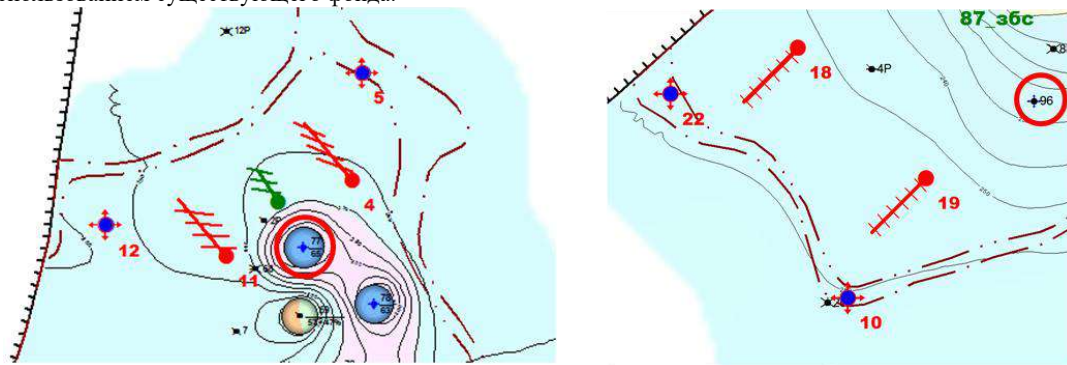


Рис. 4 Потенциал действующего фонда

Анализ методом Холла показал, что призабойная зона скважины №77 находится в хорошем состоянии и скважина может использоваться для нагнетания.

При этом на скважине №96 обнаружено ухудшение свойств призабойной зоны, что может стать причиной низкой эффективности использования данной скважины, необходимо проведение мероприятий по увеличению приемистости (ОПЗ). Результаты расчетов приводятся на рисунке 5.

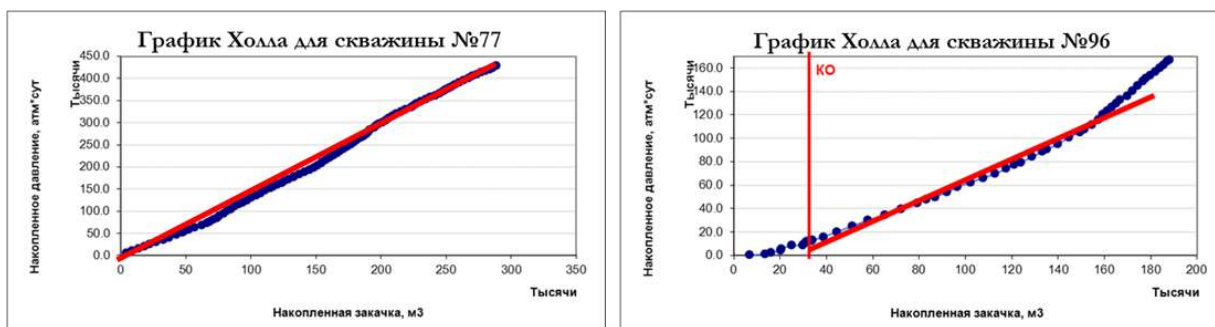


Рис. 5 Результаты расчетов по методу Холла для скважин №77 и №96

Использование данных скважин позволит сократить капитальные затраты на 100 млн. р, при этом в случае отсутствия проведения работ на скважине №96 произошло бы чрезмерное падение пластового давления и как следствие падение добычи.

По результатам анализа системы ППД месторождения X можно признать ее удовлетворительным, однако требуются мероприятия по ее оптимизации.

1. Рекомендуется ввод скважины №38 в нагнетания для добывающей скважины №78. Данное мероприятие позволит дополнительно добыть более 5 тыс. т. нефти тем самым ЧДД увеличится на 20 млн. р.

2. Рекомендуется использование скважины №77 и №96 под нагнетания на проектные кусты, на скважине №96 необходимо предварительно провести ОПЗ для повышения приемистости. Данные мероприятия позволят дополнительно получить более 100 млн. р.

3. Рекомендуется отключить скважины №77 и №2 в связи с отсутствием необходимости закачки в настоящий момент. Данное мероприятие позволит дополнительно заработать порядка 15 млн. р. за счет сокращения операционных затрат.

### **АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА ДЛЯ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ И САМОЗАДАВЛИВАНИЕМ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**В.А. Огай, Н.Е.Портнягин, А.А. Воропаев**

Научный руководитель - доцент А.Ю. Юшков

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Вследствие различных технологических причин при добыче природного газа и газоконденсата в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах скважины скорости газового потока могут снижаться. При достижении скорости газового потока ниже критического значения, происходит накопление жидкости (конденсационной воды, выделяющейся из газа, пластовой воды, газового конденсата, поступающего из пласта или выделяющегося из газа в стволе скважины) на забое скважины, что приводит к снижению дебитов скважин и последующей её остановке (процесс глушения скважины или "самозадавливания"). Следует отметить, что на многих уникальных выработанных месторождениях Западной Сибири имеется большое количество скважин большого диаметра (168мм); скважины большого диаметра наиболее подвержены "самозадавливанию", так как скорости потока в них чаще не достигают критического значения, необходимого для выноса жидкости. Необходимо акцентировать внимание на том, что проблема скопления жидкости в газовых и газоконденсатных скважинах массово возникает на выработанных газовых месторождениях, точно почти на каждом месторождении.

Многие крупные газовые и газоконденсатные месторождения России, такие как Медвежье, Уренгойское, Вынгапуровское, Ямбургское истощаются и постепенно переходят на завершающую стадию разработки. Увеличивается число «обводняющихся» и «самозадавливающихся» жидкостью газовых скважин (по упомянутым месторождениям более 40% скважин от фонда, большинство из "задавливающихся" скважин - скважины большого диаметра, 168 мм). Это приводит к уменьшению объёмов добычи и снижению эффективности. Сегодня на портале e-library более 3000 статей по запросу "обводняющиеся" и "самозадавливающиеся" скважины, более 15 газодобывающих компаний сталкиваются с ней. Также газодобывающие компании выставляют всё большее количество лотов на закупки технологий по решению данной проблемы, а компания ПАО «Газпром» в своей инновационной программе до 2025-го года особое внимание уделяет разработке месторождений природного газа низкого давления. Так же есть письмо об актуальности проблемы от нефтегазовой компании ООО «Газпром добыча Надым».

На сегодняшний день в Российской Федерации существует несколько наиболее распространённых технологий эксплуатации газовых скважин, работающих в режиме накопления жидкости:

1) технологическая продувка скважин - наиболее простая технология, осуществляемая через факельную линию, при этом давление на устье скважины уменьшается, а дебит и соответственно скорость газа на забое и в лифтовой колонне возрастают; главными минусами этой технологии являются потери газа в атмосфере и загрязнение окружающей среды, а также при окончании продувки часть жидкости вновь возвращается на забой по трубам лифтовой колонны;

2) замена НКТ меньшего диаметра- Замена проводится для создания условий выноса воды из лифтовых колонн, увеличения скорости потока газа. Технологически простой способ, однако при дальнейшем уменьшении дебита, придется уменьшать и диаметр НКТ, а при малом диаметре увеличивается потеря давления на трение; технология дорогостоящая, обладает низким уровнем автоматизации;

3) технология автоматизированной эксплуатации скважин по двум колоннам КЛК (основной - малой колонне, и межколонному пространству). В процессе эксплуатации скважины по концентрическим лифтовым колоннам газ на забое разделяется на 2 потока, для этого в лифтовую колонну, использованную ранее, спускают вторую колонну лифтовых труб меньшего диаметра. Отбор газа может происходить как отдельно по кольцевому пространству между двумя колоннами и по второй колонне, так и вместе. Технология достаточно эффективна и обладает значительной степенью автоматизации, но очень дорогостояща, что ограничивает её применение с экономической точки зрения.

4) Использование поверхностно активных веществ (ПАВ) жидкость удерживается пленкой пузырьков газа и воздействие оказывается на жидкость с большой площадью поверхности, что приводит к меньшему проскальзыванию газа и образованию смеси низкой плотности. В скважине с очень малым дебитом газа применение пены способствует эффективному выносу жидкости к устью скважины, тогда как без пены задержка жидкости может приводить к значительному ее накоплению и (или) к большим потерям давления при многофазном течении. К минусам относятся: ограниченность применения, отсутствие продолжительности эффекта, необходимость в дополнительном энергоресурсоснабжении и высокие эксплуатационные затраты.

Данные методы являются эффективными, однако некоторые из них имеют ряд недостатков, таких как: высокие капитальные вложения, ограниченность применения, наносят вред окружающей среде. Для решения проблемы предложена автоматизированная система плунжерного лифта. Система представляет собой набор оборудования (оборудование для установки плунжера, плунжер, набор датчиков, управляющих механизмов, контроллер), которое обеспечивает идентификацию процессов накопления жидкости в скважине, автоматизированный подбор и реализацию оптимальных режимов работы плунжера (летающего клапана). Удаление жидкости происходит посредством поднятия её плунжером за счёт энергии восходящего потока газа. Следует